

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА Ю₂
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «К»**

Н.К. Вальман

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. В статье рассматривается рекомендуемый вариант разработки месторождения «К», выбранный на основе гидродинамических расчетов из 3 предложенных. Для рекомендуемого варианта предлагается оптимальная очередность бурения с учетом технико-экономической эффективности каждой из скважин.

Целью данной работы является рассмотрение вариантов разработки месторождения «К» и оценка их технико-экономической эффективности по каждой скважине индивидуально.

В административном отношении месторождение «К» расположено в Красноселькупском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. В нефтегазоносном отношении месторождение находится в пределах Тазовского нефтегазоносного района Пур-Тазовской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [3].

Месторождение «К» открыто в 1982 году. По состоянию изученности на 01.01.2017 нефтегазоносность установлена в отложениях тюменской (пласты Ю₂¹, Ю₂²), сиговской (пласты Ю₁¹⁻¹, Ю₁¹⁻², Ю₁², Ю₁³, Ю₁⁴, Ю₁⁵) [3] и заполярной (БТ₅) свит. Пласт Ю₂ представлен частым переслаиванием уплотненных серых, темно-серых глин, глинистых песчаников, алевролитов, часто с буроватым оттенком, с прослоями углей, характерен растительный детрит, корневые остатки, отмечаются биотурбированные прослои, пирит. Средний показатель проницаемости равен 20,3 мД. Средние показатели по пористости равны 15,5 % и 17,0 % по нефтенасыщенной толщине и по газонасыщенной толщине, соответственно.

Для данного объекта было предложено 3 варианта разработки [1]. Эффективность определялась путем оценки каждой скважины отдельно, что дало возможность исключить ту или иную скважину из следующего варианта разработки или изменить ее положение. Так скважин становилось меньше от варианта к варианту. Использовались следующие параметры отбора скважин: чистая приведенная стоимость (NPV) и индекс доходности (PI) и накопленные показатели.

Объект Ю₂ разрабатывался с марта 2003 по апрель 2004 года одной газовой скважиной № 11 [2]. В июне 2003 года скважину перевели на пласт Ю₁². С начала разработки отобрано 8,5 млн м³ газа и 26 тыс. т конденсата. Текущий КИГ составляет 0,003 д. ед. Начальное пластовое давление по пласту составляет 29,4 МПа, текущее находится на уровне начального.

В таблице 1 приведены экономические показатели рекомендуемого варианта разработки поскважинно, что дает возможность сравнить показатели скважин между собой.

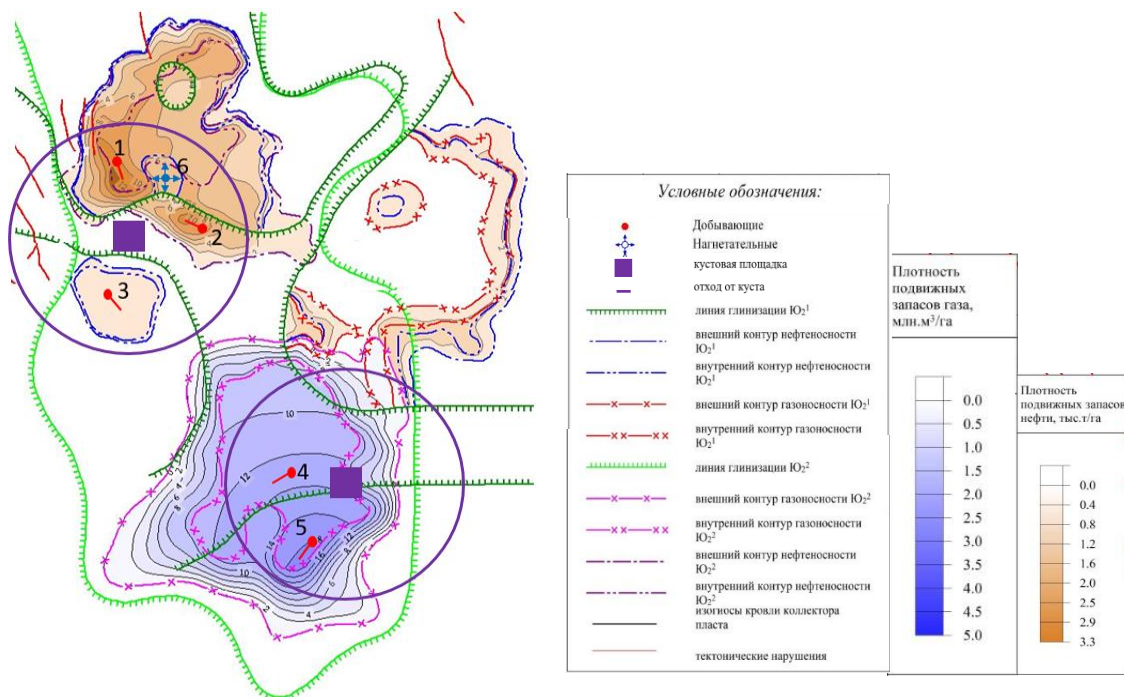


Рис. Карта расположения проектного фонда для рекомендуемого варианта разработки

Таблица 1

Экономические показатели рекомендуемого варианта разработки поскважинно

Параметр	Ед. изм.	Скважины				
		1	2	3	4	5
Конструкция	-	ГС	ГС	ГС	ГС	ГС
Длина горизонтального ствола	м	500	500	500	500	500
Накопленная добыча нефти	тыс. т.	256	146	98	-	-
Накопленная добыча газа	млн.м ³	-	-	-	550	819
Накопленная добыча конденсата	тыс. т.	153	79	57	160	306
NPV	млн.	142	533	1	27	39
PI	доли. ед.	6,58	2,24	1,01	1,15	1,19

Экономическая эффективность также подтверждена расчётными значениями запускных дебитов, отраженных в таблице 2, с учетом неопределенностей.

Суммарные технико-экономические показатели трех вариантов разработки отображены в таблице 3.

Таблица 2

Запускные дебиты для проектных скважин

Параметр	Ед. изм.	Скважины				
		1	2	3	4	5
Запускной дебит нефти	тыс. т	47,5±0,3	25,0±0,11	12,0±0,08	-	-
Запускной дебит газа	млн. м ³	-	-	-	7,8±0,13	7,2±0,07

Таблица 3

Сравнение технико-экономических показателей трех вариантов разработки

Параметры	Ед.изм.	Варианты		
		1	2	3
Накопленная добыча нефти	тыс.т.	673	508	688
Накопленная добыча свободного газа и газа ГШ	млн.м ³	260	429	498
Накопленная добыча конденсата	тыс.т.	20	66	100
Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли.ед.	0,273	0,207	0,280
Коэффициент извлечения газа (КИГ)	доли.ед.	0,153	0,314	0,462
Коэффициент извлечения конденсата (КИК)	доли.ед.	0,124	0,302	0,455
Индекс доходности капитальных затрат	доли.ед.	0,72	2,68	3,67
Чисто дисконтируемый доход (ЧДД 15%)	млн.руб.	-94	587	629
Выручка, ВСЕГО, в т.ч.	млрд.руб.	—	11,6	15,9

Из таблицы 3 мы можем заметить, что исключение технико-экономически неэффективных скважин из вариантов от первого до третьего разработки влияет на технико-экономическую картину в целом и дает повод третий вариант разработки назвать рекомендуемым, а также принять его в дальнейшем в работу. Учитывая сложное геологическое строение эксплуатационного объекта и факторы, осложняющие его разработку, в работе рассмотрены системы с применением как наклонно-направленных, так и горизонтальных добывающих скважин. Технико-экономический анализ показал, что размещение добывающих горизонтальных скважин с длиной ГС 500 м в зонах пласта с максимальными значениями эффективных нефтенасыщенных толщин, а также формирование избирательной системы ППД с закачкой воды в наклонно-направленные нагнетательные скважины является наиболее эффективным вариантом разработки объекта Ю₂.

Литература

1. Закон Российской Федерации «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1 (с изменениями и дополнениями).
2. Нефть и Капитал: [Электронный ресурс]. ЯНАО, 2002-2020. URL: <https://oilcapital.ru>. – Загл. с экрана.
3. Якимов И.Е., Кустышев А.В. Концептуальные подходы к освоению месторождений Харампурско-часельской зоны//Наука и ТЭК. – 2012. – №2. – С. 43–45